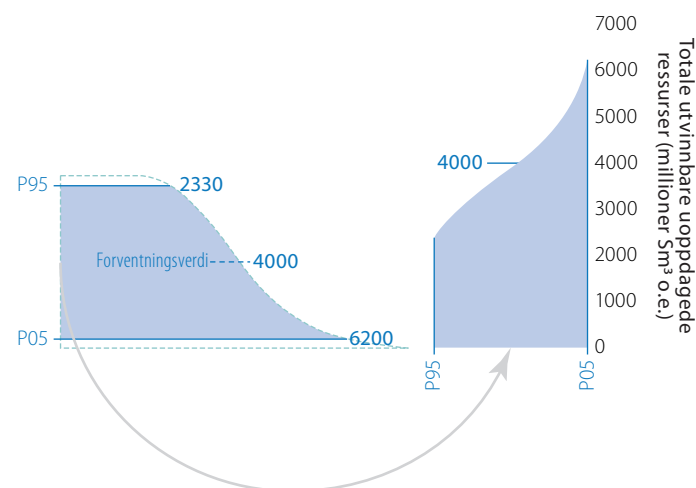


ODs oppdaterte estimat for uoppdagede ressurser er 4000 millioner Sm³ o.e. Dette er en økning på nærmere 40 prosent siden forrige estimat. Den store økningen er et resultat av ODs ressurskartlegging i den nordlige delen av Barentshavet øst. Det nye estimatet for uoppdagede ressurser viser at de gjenværende ressursene kan gi grunnlag for olje- og gassproduksjon i mange tiår.

Oljedirektoratet publiserer jevnlig oppdaterte estimat for uoppdagede ressurser på norsk sokkel (se kapittel 1: Ressursklassifisering og Ressursregnskap per 31. desember 2017). Forrige estimat ble utarbeidet i 2015 (ODs Ressursrapport 2016). Beregningsmetoden har vært den samme siden midt på 1990-tallet. Dette gir et godt grunnlag for sammenligning av estimatene over tid.

OPPDATERT ESTIMAT FOR UOPPDAGEDE RESSURSER

De totale uoppdagede ressursene er estimert til mellom 2330 (P95) og 6200 (P05) millioner Sm³ o.e. Forventningsverdien er 4000 millioner Sm³ o.e. (faktaboks 3.1 og figur 3.1). Dette er en økning på 37 prosent sammenlignet med forventningsverdien i 2015, som var 2920 millioner Sm³ o.e. Den store økningen skyldes hovedsakelig nytt estimat for Barentshavet nord i 2017.



Figur 3.1 Estimat for uoppdagede ressurser – forventningsverdi og usikkerhetsspenning

OMRÅDEVIS FORDELING

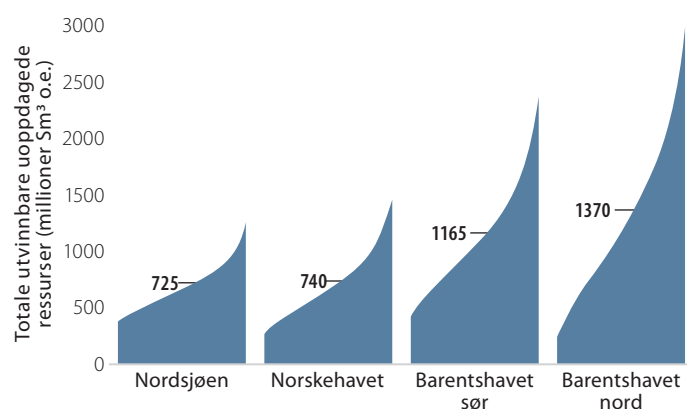
Estimatet for uoppdagede ressurser i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet sør per 31. desember 2017 (figur 3.2) er tilnærmet det samme som i 2015.

Usikkerheten i estimatene er størst i områder med lite informasjon og kort letehistorie som i store deler av Barentshavet. Det gjelder spesielt i Barentshavet sørøst og nord. I Nordsjøen og i den godt utforskede delen av Norskehavet er usikkerheten betydelig mindre.

Estimatet for uoppdagede ressurser viser at de gjenværende ressursene kan gi grunnlag for leting og olje- og gassproduksjon i flere tiår framover.

Over 60 prosent av de uoppdagede ressursene forventes å ligge i Barentshavet, resten er fordelt omtrent likt mellom Nordsjøen og Norskehavet (figur 3.3).

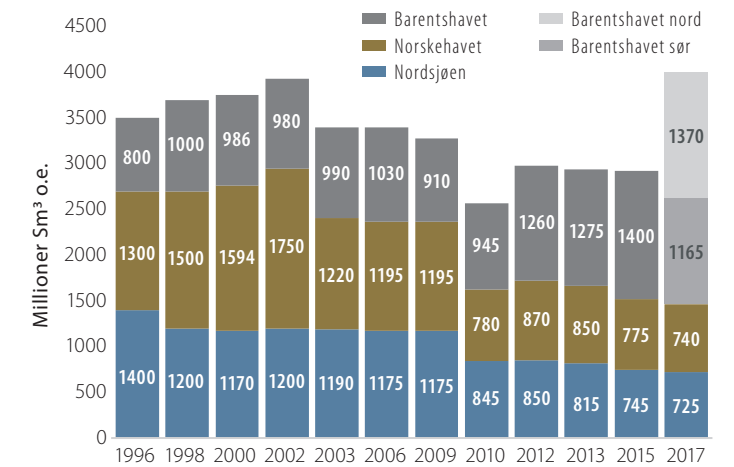
Litt over halvparten av de uoppdagede ressursene forventes å være væske. Som det går fram av figurene 3.3 og 3.4, varierer fordelingen mellom væske og gass i de ulike havområdene.



Figur 3.2 Uoppdagede ressurser fordelt på havområdene med spredning fra P95 til P05. Forventningsverdien er vist med tall.

FAKTABOKS 3.1: Forventningsverdien

Estimat for uoppdagede ressurser er usikre. Det er stor usikkerhet knyttet til de kartlagte prospektene, og antall og størrelse på de prospektene som ennå ikke er kartlagt er enda mer usikre. Metoden OD bruker for å estimere uoppdagede ressurser (faktaboks 3.2) kvantifiserer usikkerheten. Ressursestimatene kommer fram som sannsynlighetsfordelinger, ikke som ett enkelt tall. Når estimat i denne rapporten angis som ett tall, er det forventningsverdien i sannsynlighetsfordelingen som brukes. Eksempellet viser at det er 95 prosent sannsynlighet for at det finnes mer enn 2330 millioner Sm³ o.e. og 5 prosent sannsynlighet for at det finnes mer enn 6200 millioner Sm³ o.e. (figur 3.1).



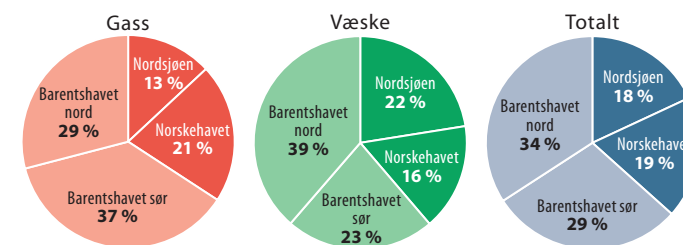
Figur 3.5 Utviklingen i anslag for uoppdagede ressurser over tid. I 2017 er estimatet for den østlige delen av det norske Barentshavet nord tatt med.

HISTORISKE ENDRINGER

Estimatet for totale uoppdagede ressurser har variert over tid (figur 3.5). Ny kunnskap fra kartlegging og letebrønner kan medføre betydelig endring av estimatene, både i positiv og negativ retning. Over tid vil estimatene imidlertid reduseres naturlig, etterhvert som prospekt bores.

Estimatene økte fra 1996 fram til 2002, for deretter å avta fram til 2017. Etter funnet av Ormen Lange i 1997, var det høye forventninger til flere store strukturer i dypvannsområdene i Norskehavet. Skuffende undersøkelsesbrønner medførte imidlertid at estimatene ble nedjustert i 2003. Dette gjaldt spesielt gasspotensialet i dyphavsområdene.

Mens estimatet for Barentshavet økte i 2010, ble estimatene i Nordsjøen og Norskehavet redusert. Reduksjonen skyldes primært lavere forventning til gass. I Norskehavet var hovedårsaken enda flere skuffende leteresultater på store strukturer i dypvannsområdene.



Figur 3.3 Fordeling av uoppdagede ressurser for hvert havområde; gass, væske og totalt

Endrede forventninger til potensialet utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja basert på ODs seismikkinnsamling og kartlegging påvirket også anslagene (ODs rapporter *Petroleumsressursene i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja* og *Geofaglig vurdering av petroleumsressursene i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja*, 2010).

Bakgrunnen for økningen i Barentshavet i 2012 er ODs kartlegging og inkludering av Barentshavet sørøst. Området ble norsk etter at delelinjeavtalen med Russland trådte i kraft i 2011. Samme år ble havområdene utenfor Jan Mayen inkludert i estimatet for Norskehavet. Dette førte til en økning i det totale estimatet for uoppdagede ressurser.

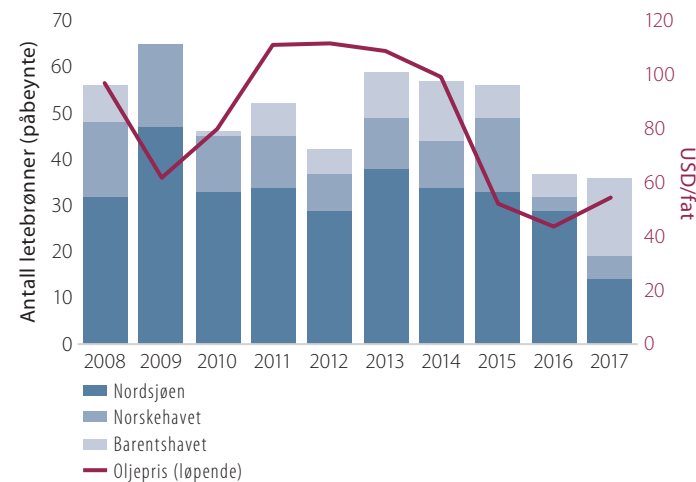
Ressursestimatet i Barentshavet før 2017 omfattet i hovedsak uoppdagede ressurser i Barentshavet sør inkludert ressurser i letemodeller som strekker seg inn i Barentshavet nord. Etter ODs kartlegging av Barentshavet nord i 2016/17 er anslaget for den østlige delen av Barentshavet nord skilt ut med eget ressursestimat (ODs rapport *Geologisk vurdering av petroleumsressursene i østlige deler av Barentshavet nord 2017*). Ressursene i dette området utgjør om lag 35 prosent av de uoppdagede ressursene, og er dermed den største andelen av totale uoppdagede ressurser på norsk sokkel. Det er ikke gjort tilsvarende kartlegging av øvrige deler av Barentshavet nord.

OD har gjennomført en lønnsomhetsberegning for leteaktiviteten på norsk sokkel de siste ti årene. Beregningen viser at letevirksomheten er lønnsom i alle havområder, og at den har tilført samfunnet betydelige verdier. Selv svært små funn kan bli lønnsomme når de knyttes til eksisterende infrastruktur.

Letevirksomheten de siste ti årene har tilført samfunnet betydelige verdier. Dette går fram av ODs analyse, som viser den direkte økonomiske verdiskapingen fra letevirksomheten fra og med 2008 til og med 2017. Alle lønnsomhetsanalysene er før-skatt-beregninger. Lønnsomhetsberegningene inkluderer ikke de indirekte økonomiske virkningene som konsekvenser av forlenget produksjon på felt og ringvirkninger for resten av økonomien. Geologisk informasjonsverdi av letevirksomheten er heller ikke kvantifisert i denne analysen. Metodikk og forutsetninger for analysen er beskrevet i faktaboks 4.1.

LETEAKTIVITET OG LETEKOSTNADER I PERIODEN

Leteaktiviteten målt i antall påbegynte letebrønner har vært høy i tiårsperioden, med et gjennomsnitt på 51 letebrønner årlig. Aktiviteten var høyest i 2009 med 65 påbegynte brønner og lavest i 2017 med 36 påbe-



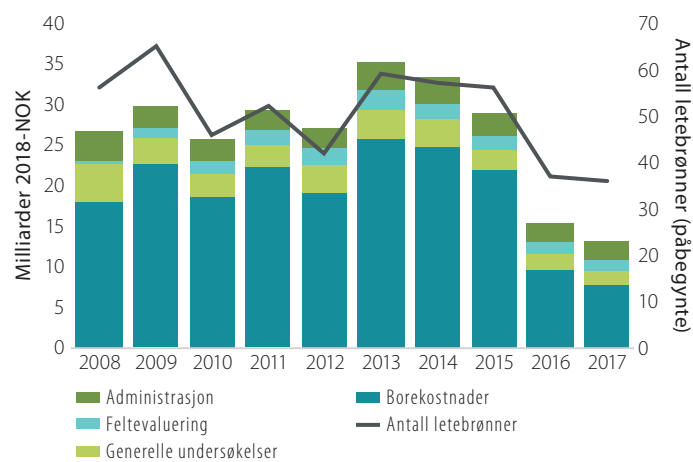
Figur 4.2 Påbegynte letebrønner fordelt på havområder, 2008-2017

gynte brønner (figur 4.2). Det ble boret flest undersøkelsesbrønner i Nordsjøen i perioden.

Det høye aktivitetsnivået i perioden fram til 2015 bidro, sammen med høye olje- og gasspriser, til en betydelig kostnadsvekst. Selskapene satte derfor i verk tiltak for å redusere kostnader, effektivisere driften og begrense kapitalutlegg og investeringer. Fallet i oljeprisen forsterket behovet for kostnadsreduksjoner.

Oljeprisfall og påfølgende kapitalrasjonalisering førte til et kraftig fall i leteinvesteringene fra 2016 (figur 4.3). Letekostnader er utgifter som påløper i utvinningstillatelsen fra tildeling til et eventuelt funn bygges ut, og består av kostnader til seismikk, letebrønner, feltevaluering og administrasjon. Det er borekostnadene som utgjør den viktigste enkeltfaktoren i de totale letekostnadene. Utgifter til leie av rigg er den største utgiftskomponenten.

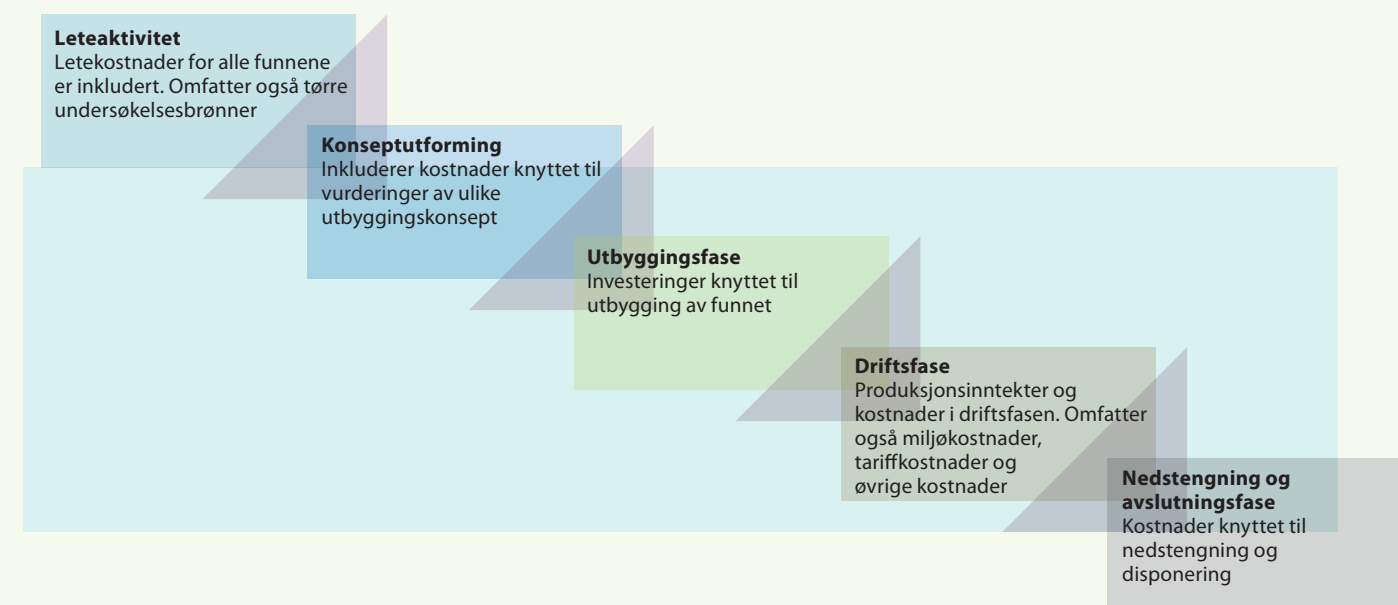
Figur 4.4 viser reduksjonen i borekostnad per brønn (brønnkostnad) i perioden. Figuren viser at kostnadene per brønn er lavest i Nordsjøen og høyest i Barentshavet, selv om dette varierer noe over tid.



Figur 4.3 Letekostnader og antall letebrønner, 2008-2017

Faktaboks 4.1: Metodikk og forutsetninger

Analysen omfatter alle faser av virksomheten; fra leting til nedstengning og fjerning (figur 4.1).



Figur 4.1 Illustrasjon av de ulike elementene som er inkludert i analysen

Lønnsomhet av leting er definert som beregnede inntekter fra funnene i perioden fratrukket alle kostnader, inkludert letecostnader og nedstengningskostnader. Letekostnadene omfatter både leting som har gitt funn og leting som ikke har påvist ressurser. Inntekts- og kostnadsstrømmene er diskontert til samme år.

Det er gjort 190 funn i perioden. 73 av disse er kategorisert i ressursklasse 6 (RK6), det vil si funn hvor utvinning er lite sannsynlig (figur 1.10 Ressursklassifisering). Funnene 7319/12-1 (Pingvin) fra 2014 og 7435/12-1 (Korpfjell) fra 2017 er eksempler på funn som er plassert i denne ressursklassen, og som derfor ikke er med i denne analysen. Analysen omfatter de resterende 117 funnene.

Av disse er 48 allerede i produksjon (RK0 og RK1), i planleggingsfase (RK2 til RK4) eller i en fase der utvinning er sannsynlig, men ikke avklart (RK5). For disse er det benyttet produksjons- og kostnadsprofiler som er rapportert av operatør i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett (RNB). Eksempler på dette er 16/1-9 Ivar Aasen fra 2008 som er et felt hvor produksjonen allerede er i gang (RK0 og RK1), 16/2-6 Johan Sverdrup fra 2010 som er avklart og i planleggingsfase (RK2 til RK4) og 7220/11-1 (Alta) fra 2014 hvor utvinning er sannsynlig men uavklart (RK5).

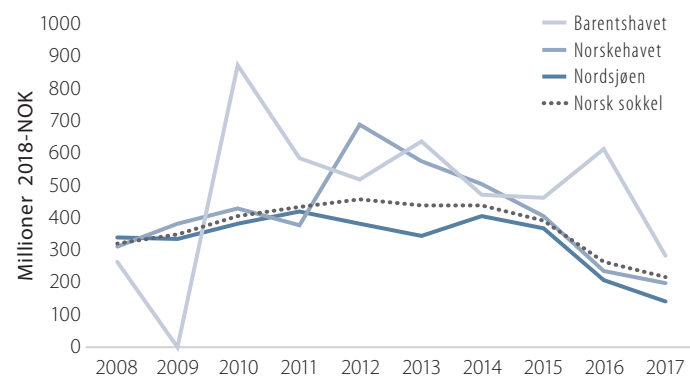
For 39 av funnene i analysen er det lagt til grunn at de er eller vil bli bygd ut sammen med andre funn i samordnede utbygginger (RK0 til RK5). Disse funnene har ingen egen innrapportering, men er en del av andre totalprofiler. For å få fram produksjons- og kostnadsprofiler per funn, er de beregnet som en andel av totalprofilene som operatøren har rapportert i forbindelse med RNB. Basisestimatet for ressursanslaget per funn legges til grunn for denne

andelsberegningen. Et eksempel på dette er funnene i Noaka-området (North of Alvheim, Krafla, Askja).

For 30 av funnene har OD utarbeidet egne produksjons- og kostnadsprofiler. Dette gjelder funn som er eller vil bli faset inn til samordnede utbygginger som startet før analyseperioden (11 funn), som for eksempel funnet 15/9-B-1 fra 2009 som allerede er i produksjon som en del av Sleipner Vest-feltet. I tillegg gjelder det funn som ikke var evaluert (RK7F) ved utgangen av 2017 og som ikke har egne innrapporteringer (19 funn), som for eksempel funnet 6707/10-3 (Ivory) fra 2014, nordøst for Aasta Hansteen.

Som framtidig oljepris er det lagt til grunn 523 kroner per fat (målt i faste 2018-kroner). Med dagens dollarkurs tilsvarer dette i underkant av 65 dollar per fat. Som framtidig gasspris er det lagt til grunn 1,9 kroner per Sm³. Dette er i samsvar med RNB 2018 (Meld. St. 2, 2017-2018, Finansdepartementet). For perioden før 2018 er historiske priser for olje, gass og NGL lagt til grunn. Det er benyttet reelle diskonteringsrater på fire og sju prosent. Kostnadsanslag for 2018 og framover reflekterer kostnadsnivået i 2017 med en økning på totalt 17,5 prosent fram til 2029 (i henhold til RNB 2018).

Anslagene for lønnsomhet av leting er usikre. Dette skyldes usikkerhet i både ressursestimater, kostnadsanslag og prisutvikling for olje og gass. En vesentlig andel av funnene fra perioden 2008 til 2017 er ikke besluttet utbygd ennå. Det varierer hvor langt planene for disse funnene er kommet, derfor er anslag for produksjon og kostnader av varierende modenhet. I tillegg er det usikkerhet knyttet til tidspunkt for produksjonsstart, noe som i betydelig grad også påvirker nåverdi. Dette gjelder spesielt for funn i Barentshavet, hvor det er lite infrastruktur.



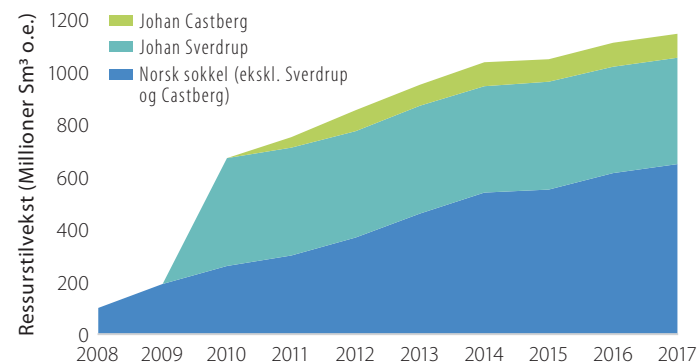
Figur 4.4 Gjennomsnittlige letebrønnskostnader (borekostnader per brønn) fordelt på havområder, 2008-2017

Den viktigste årsaken til de høye borekostnadene i Barentshavet de siste tre årene er flere kompliserte brønner. Det er viktig å understreke at det er boret vesentlig flere brønner i Nordsjøen enn i Barentshavet i perioden. Det betyr at ekstremverdier gir større utslag for gjennomsnittskostnadene i Barentshavet enn i Nordsjøen.

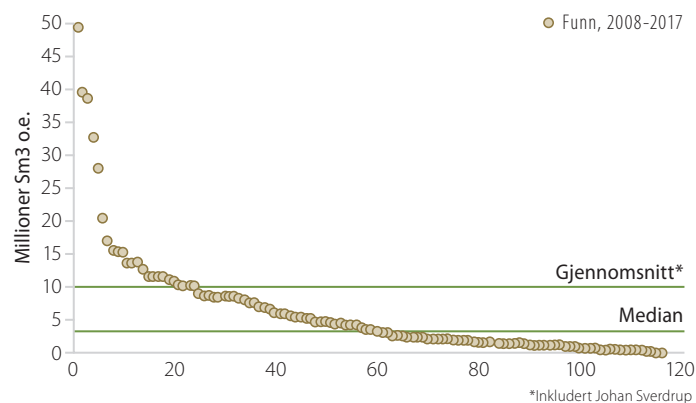
FUNN OG RESSURSTILVEKST I PERIODEN

De 117 funnene som ligger til grunn for denne analysen representerer en total ressurstilvekst på om lag 1150 millioner Sm³ o.e. Funnstørrelsene varierer fra det største funnet (16/2-6 Johan Sverdrup) på om lag 400 millioner Sm³ o.e. til de minste på under 1 million Sm³ o.e.

Figur 4.5 viser størrelsen på funnene i analysen. Gjennomsnittlig funnstørrelse (inkludert 16/2-6 Johan



Figur 4.6 Ressurstilvekst på norsk sokkel i analyseperioden fra 2008 til 2017

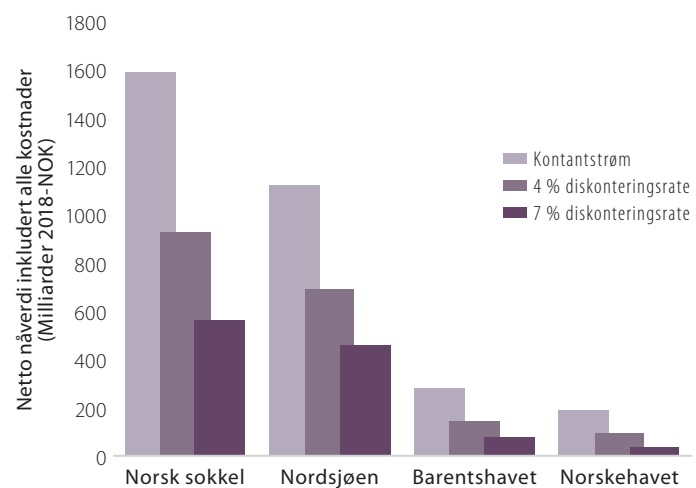


Figur 4.5 Funnstørrelse per funn, 2008-2017. Johan Sverdrup-funnet på om lag 400 millioner Sm³ o.e. ligger utenfor figuren.

Sverdrup) er om lag 10 millioner Sm³ o.e., og medianstørrelse er i underkant av 4 millioner Sm³ o.e. At gjennomsnittlig funnstørrelse er vesentlig større enn medianen, forteller at de største funnene er vesentlig større enn den typiske funnstørrelsen. Det vil si at de største funnene utgjør en stor andel av ressurstilveksten, noe som kommer tydelig fram i figur 4.6.

VERDISKAPING I PERIODEN

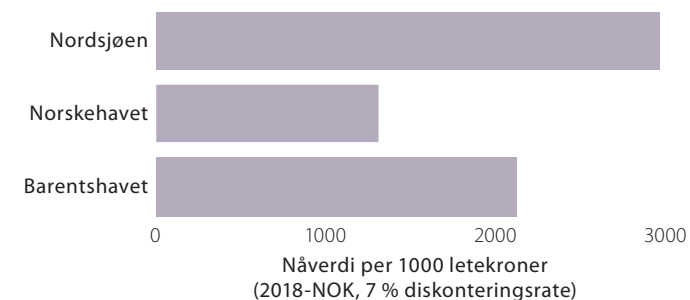
Lønnsomhet av leting er beregnet med diskonteringsrate på fire og sju prosent. Netto nåverdi er om lag 930 milliarder kroner med 4 prosent diskonteringsrate og om lag 560 milliarder kroner med 7 prosent diskonteringsrate. Samlet netto kontantstrøm er anslått til nærmere 1600 milliarder kroner. Anslagene viser at letevirksomheten har vært lønnsom i alle havområdene (figur 4.7).



Figur 4.7 Netto nåverdi av leting i perioden 2008 til 2017 med ulike diskonteringsrater

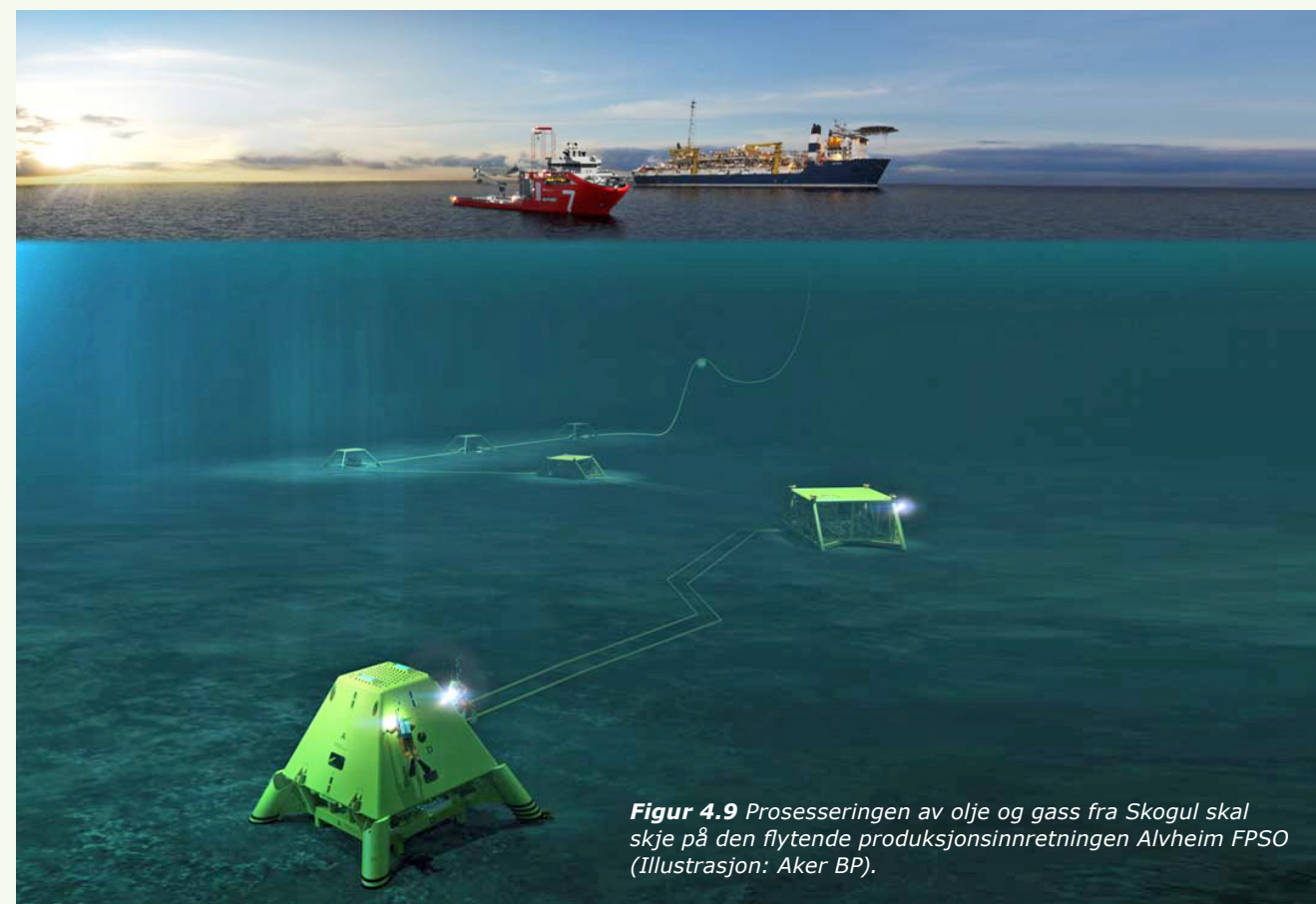
VERDISKAPING FRA DE ULIKE HAVOMRÅDENE

Figur 4.8 viser at nåverdien per letekroner er høyest i Nordsjøen. 1000 letekroner som investeres i Nordsjøen gir nærmere 3000 kroner tilbake. Leteaktiviteten i Barentshavet gir 2100 kroner og i Norskehavet 1300 kroner per investerte 1000 kroner. Dette er verdier utover 7 prosent avkastning.



Figur 4.8 Nåverdi (7 prosent diskonteringsrate) per 1000 letekroner

Faktaboks 4.2: 25/1-11 R Skogul



Figur 4.9 Prosesseringen av olje og gass fra Skogul skal skje på den flytende produksjonsinnretningen Alvheim FPSO (Illustrasjon: Aker BP).

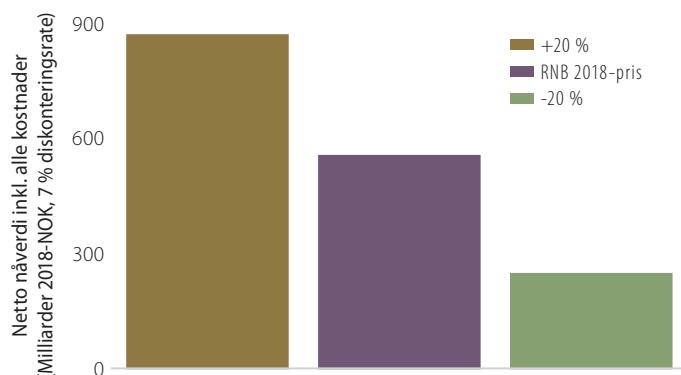
Ved å benytte eksisterende infrastruktur kan også svært små funn bli lønnsomme. Denne type utbygging er en viktig del av fremtiden på norsk sokkel. Et eksempel på dette er Skogul, som ble påvist i 2010. Skogul (tidligere kalt Storklakken) i den midtre del av Nordsjøen blir et av de minste feltene på norsk sokkel med et reservegrunnlag på ca. 1,5 millioner Sm³ olje (ca. 9,4 millioner fat). Skogul skal utvikles med en togrensbrønn. Denne børes fra en havbunnsramme som er knyttet til installasjonene på Vilje-feltet, og

produksjonen skal transporteres i rørledningen fra Vilje til Alvheim-feltet. Prosesseringen av olje og gass fra Skogul skal skje på den flytende produksjonsinnretningen Alvheim FPSO. Alvheim er også feltcenter for feltene Volund og Bøyla. Planlagt produksjonsstart er 1.kvartal 2020, og det er Aker BP som er operatør for feltet. Investeringen forventes å bli opp mot 1,5 milliarder kroner. Funnet hadde ikke vært lønnsomt å bygge ut dersom det ikke kunne knyttes opp til eksisterende infrastruktur.

SENSITIVITETSANALYSE

OD har gjort sensitivitetsanalyser av lønnsomheten med endringer i olje- og gasspriser. En 20 prosent økning i olje- og gasspriser vil gi nærmere 900 milliarder kroner i netto nåverdi med 7 prosent diskonteringsrate. En 20 prosent nedgang vil gi om lag 250 milliarder kroner i netto nåverdi (figur 4.10). Kostnadsnivået er det samme i beregningene.

Lønnsomhetsanalysen er også testet for en tilsvarende økning i driftskostnader, som også inkluderer miljøkostnader. Dette vil ikke ha avgjørende innvirkning på resultatene.



Figur 4.10 Netto nåverdi av leting i perioden 2008 til 2017 med ulike priser og 7 prosent diskonteringsrate